

Алгоритм поиска пути был реализован с помощью языка C#. суть состоит в следующем: выбирается сетка, которая наносится на участок карты. Необходимо задать размерность сетки, начальную и конечную точки трубопроводов. возможно наносить на сетку препятствия, топографию.

Результатом является найденный путь, который в дальнейшем будет сглаживаться, т.к. он получился угловатым (Рис. 1).

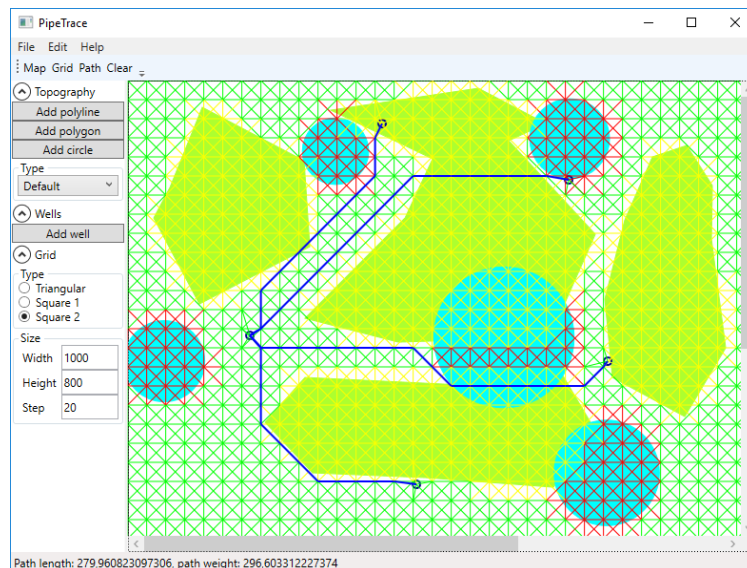


Рис. 1. Полученная трасса трубопровода

Таким образом, разработанный алгоритм по поиску оптимальной трассы трубопровода по предложенным критериям, учитывающая топографические особенности, возможная непредвиденная ЧС и потенциальные экономические потери, позволит отобрать наиболее рациональный вариант, а также в значительной степени повысить качество принимаемых решений.

Литература

1. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода. / Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-3. С. 32.
2. Григорьева П.В., Воронин К.С., Черенцов Д.А. Выбор трассы трубопровода с учетом особенностей рельефа местности. В сборнике: Нефтегазовый терминал сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистрантов имени профессора Н.А. Малыгина. 2017. С. 56-60.
3. Кабес Е.Н., Воронин К.С., Бранд А.Э. Особенности эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках, проложенных в болотистой местности. / В сборнике: Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибиресурс 2014 Материалы XV международной научно-практической конференции. 2014. С. 37.
4. Сафаров М.М., Воронин К.С. Разработка алгоритма трассировки промысловых трубопроводов с помощью теории графов В сборнике: «Проблемы геологии и освоения недр» труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2017. С. 749-750.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ПОДОГРЕВОМ

Т.А. Герасина

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Согласно распоряжению РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года» [1], главной задачей нефтяного комплекса в области транспорта нефти и газа – формирование технологического режима работы трубопровода, для оснащения их энергоэффективностью.

Систему транспорта нефти можно рассматривать как сложную систему (энергетический комплекс), который охватывает нефтеперекачивающие станции, магистральный и вспомогательный трубопровод, резервуарный парк, запорно-регулирующая арматура и другое оборудование. Большинство месторождений России обладают высокой вязкостью, поэтому для их транспорта необходимо применять особые методы, такие как предварительный подогрев. Данный метод предварительной подготовки нефти имеет сложную систему

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

«трубопровод – насосная станция». Изучение сложных систем для увеличения энергоэффективности является актуальной научно-технической задачей.

Соответственно, **целью** работы является изучение математической модели при транспортировке нефти, предварительно ее подогревая.

Основными **задачами** стали:

- Проведение анализа практических и теоретических данных о предварительном подогреве нефти;
- Проанализировать математическую модель процесса транспортировки нефти по трубопроводу, учитывая характеристики центробежных насосов.

Для анализа теоретических и практических аспектов задачи в системе трубопровода, выяснилась необходимость детального моделирования неизолированного движения вязкой жидкости в рамках дифференциальных уравнений законов сохранения тепла и импульса [2,3].

Так, система определяющих уравнений к описанию вязких сжимаемых и несжимаемых сред в декартовых переменных имеет виде [2]:

$$C_p \rho \left(\frac{\partial T}{\partial t} + w_x \frac{\partial T}{\partial x} + w_y \frac{\partial T}{\partial y} + w_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \text{div}(\lambda \text{grad}(T)) \quad (1)$$

$$\rho \frac{Dw_x}{dt} = -\frac{\partial p}{\partial x} + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \left(\frac{\partial w_x}{\partial y} + \frac{\partial w_y}{\partial x} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \left(\frac{\partial w_x}{\partial z} + \frac{\partial w_z}{\partial x} \right) \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial x} (\mu \text{div}(\vec{w})) \quad (2)$$

$$\rho \frac{Dw_y}{dt} = -\frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \left(\frac{\partial w_y}{\partial x} + \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) \right) + 2 \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \left(\frac{\partial w_y}{\partial z} + \frac{\partial w_z}{\partial y} \right) \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial y} (\mu \text{div}(\vec{w})) \quad (3)$$

$$\rho \frac{Dw_z}{dt} = g\rho - \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \left(\frac{\partial w_z}{\partial x} + \frac{\partial w_x}{\partial z} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \left(\frac{\partial w_z}{\partial y} + \frac{\partial w_y}{\partial z} \right) \right) + 2 \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial z} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial z} (\mu \text{div}(\vec{w})) \quad (4)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \left(\frac{\partial}{\partial x} (\rho w_x) + \frac{\partial}{\partial y} (\rho w_y) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho w_z) \right) = 0 \quad (5)$$

$$\rho(T) = \rho_{229} + \xi(293 - T) \quad (6)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{229} \quad (7)$$

$$C_p(T) = \frac{1}{\sqrt{\rho_{229}}} (533577 + 107,2 * T) \quad (8)$$

$$\lambda_k(T) = \frac{0,101}{\rho_{229}} 1163(1 - 0,00054 * T) \quad (9)$$

Система (1) – (9) описывает неизолированное движение нефти в трубопроводе, которая для случая объекта исследования типа «трубопровод – насосная станция» дополнена уравнением для НПС:

$$H = a_0 + a_1 * Q + a_2 * Q^2 + \dots + a_n * Q^n \quad (10)$$

где Н – напор в трубопроводе, м., $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ – коэффициенты регрессии характеристики насоса.

Численное интегрирование системы выполнено с использованием краевых условий:

$$T_0 = 273 \text{ K}; \rho = 857,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; Q = \dots$$

Численное моделирование задачи (1) – (9) выполнено с применением алгоритма С. Патанкара для определения поля давления и привлечения метода контрольного объема [3]. Аппроксимация пространственных производных осуществлявшаяся со 2-м порядком точности. Сходимость итерационного процесса, обусловленного нелинейностью задачи, выполняется до достижения точности - Δt_i – по динамическим интегральным величинам. Численные расчеты и иллюстрации (см. ниже) отвечают изменениям характерных значений: $v=0,0312$; $T=300$; $Q=0,6$.

Результаты расчета и их анализ. Как видно из рисунка 1 расчет напора при моделировании значительно отличается от эксперимента. Погрешность (измерения/расчет) составляет порядка 2 %. Что касается погрешности при определении расхода в трубопроводе, ее значение равняется 1,81%.

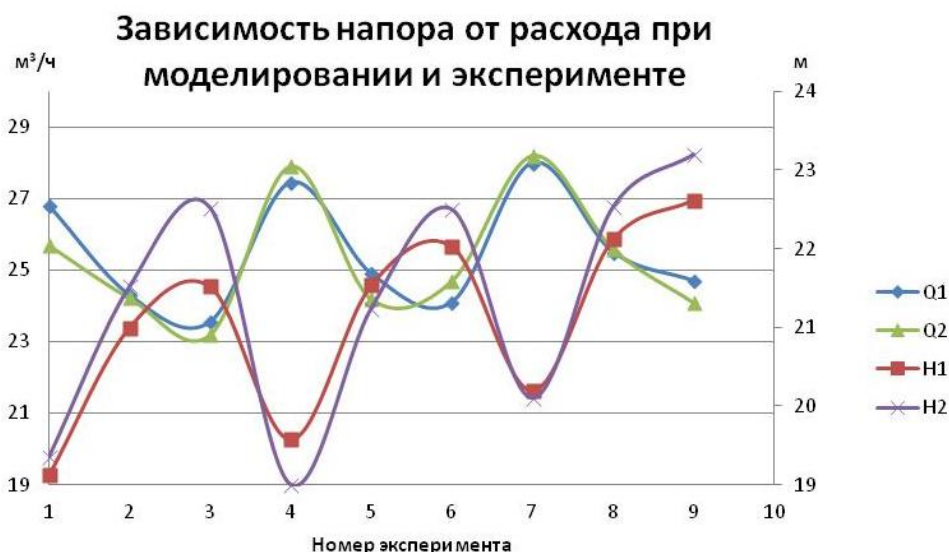


Рис. 1 – Значения напора и установившегося в системе расхода сопоставления с теоретическими данными

Q1 – расход перекачки при моделировании, м³/ч; *Q2* – экспериментальный расход перекачки, м³/ч; *H1* – напор при моделировании, м; *H2* – напор при эксперименте, м

Заключение. В ходе работы была исследована система «трубопровод – насосная станция», проанализированы изменения расхода в трубопроводе от начальной температуры подогрева нефти. Определено, что оптимальная начальная температура подогрева представляет величину порядка 300 при расходе до 0,6 м³/с. Установлено, что погрешности прогноза процессов в системе относительно изменений напора и расхода составляют величину порядка 2,19% и 1,81% соответственно.

Литература

1. Консультант Плюс [Электронный источник]: Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054/ (дата обращения: 10.11.2017).
2. Новоселов, В.Ф. Технологический расчёт нефтепроводов: Учебное пособие / В.Ф. Новоселов, Е.М. Муфтахов. - Уфа: УГНТУ, 1996. - 43 с.
3. Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников. – М.: Гостехиздат, 1958. -163 с

ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОЦИКЛОНОВ И ЦЕНТРИФУГИ ДЛЯ ОЧИСТКИ РАСТВОРА

Е.С. Голов, Ф.А. Ожеред

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Очистка бурового раствора-сложный технологический процесс, который очень важен при строительстве скважины. Для очистки промывочной жидкости используются машины, действие которых основывается на воздействии силы тяжести на химически инертную часть бурового раствора (выбуренный шлам). К такому виду оборудованию относятся отстойники, вибросита, центрифуги и др.

Система очистки буровых растворов, как правило, состоит из 3-х технологических ступеней. Каждая ступень очистки предназначена для удаления твердых частиц одного фракционного состава.

Первой ступенью очистки является вибросито, которое является вибрирующим сеточным сепаратором. Будучи первыми устройствами очистки, на которые поступает раствор, вибросита служат в качестве «передовой» защиты от против загрязнения раствора шламом. Отличие вибросит от прочих систем очистки состоит в том, что они обеспечивают почти 100% удаление частиц, размер которых равен диаметру ячеек сита. Избежать возможных осложнений можно при помощи наблюдения за работой вибросит и их точной настройкой на максимальную эффективность при заданной пропускной способности. Наиболее эффективный метод контроля содержания твердой фазы – применение сеток вибросит с минимальным размером ячеек, что позволяет удалить максимальное количество твердых частиц в течение первого цикла циркуляции раствора [1].

Второй ступенью очистки промывочной жидкости являются центрифуги. Как и в гидроциклонах, в высокоскоростных центрифугах декантирующего типа сепарация осуществляется за счет центробежных сил, воздействующих на твердые частицы бурового раствора. Центрифуги имеют четко выраженный фракционный состав удаляемых частиц. Все частицы больше определенного размера должны сепарироваться, а все частицы